

**Rapport à l'intention du groupe de travail
Canada - États-Unis sur la panne de courant**

**La panne du 14 août 2003,
un an plus tard : Mesures prises
au Canada et aux États-Unis
pour réduire les risques
de panne**

Ressources naturelles Canada

U.S. Department of Energy



Canada

Le 13 août 2004

**Rapport à l'intention du groupe de travail
Canada-États-Unis sur la panne de courant**

**La panne du 14 août 2003,
un an plus tard : Mesures prises
au Canada et aux États-Unis
pour réduire les risques
de panne**

Ressources naturelles Canada

U.S. Department of Energy



Canada

Le 13 août 2004

Remerciements

Ce rapport est préparé conjointement par le personnel (division électricité) du U.S. Department of Energy et de Ressources naturelles Canada. Les auteurs tiennent toutefois à souligner l'appui et la coopération obtenus de leurs collègues du U.S. Department of Homeland Security, du U.S. Federal Energy Regulatory Commission, de la Sécurité publique et Protection civile Canada, ainsi que du North American Electric Reliability Council.

David H. Meyer
U.S. Department of Energy

Nawal Kamel
Ressources naturelles Canada

Table des matières

	Page
Introduction	1
1. Changements institutionnels pour renforcer la fiabilité de l'infrastructure électrique de l'Amérique du Nord	3
2. Mesures visant à clarifier des normes de fiabilité existantes et, au besoin, à en élaborer de nouvelles ..	4
3. Mesures visant à améliorer la surveillance et le respect des normes de fiabilité.	5
4. Mesures correctives pour éliminer les causes directes de la panne du 14 août 2003 (avant le 30 juin 2004)	6
5. Mesures visant à améliorer la formation et la certification des opérateurs	6
6. Mesures visant à améliorer les outils en temps réel des opérateurs	7
7. Mesures pour renforcer les pratiques de gestion de la tension et de fourniture d'une puissance réactive	7
8. Mesures visant à améliorer les plans et procédures de protection du réseau	7
9. Mesures visant à renforcer la sécurité physique et cybernétique des réseaux de production-transport d'électricité	8
10. Mesures visant à améliorer la réponse des centrales nucléaires canadiennes aux situations entraînant la perte de stations électriques hors site.	9
Acronymes	10
Encadré	
Accomplissements-clés — et problèmes majeurs à régler	2
Figure	
Principales mesures prises depuis le 14 août 2003 pour réduire les risques de pannes	3

La panne du 14 août 2003, un an plus tard : Mesures prises au Canada et aux États-Unis pour réduire les risques de panne

Introduction

Le 14 août 2003, la plus importante panne d'électricité de toute l'histoire de l'Amérique du Nord a touché huit états américains et la province de l'Ontario privant d'électricité quelque 50 millions de personnes. Le 20 août, les dirigeants du Canada et des États-Unis ont créé le Groupe de travail Canada-États-Unis sur la panne de courant et lui ont confié un mandat à deux volets : (1) identifier les causes de la panne, et (2) faire des recommandations pour réduire les risques de pannes futures et, le cas échéant, en limiter l'envergure. Le Rapport final du Groupe de travail, publié le 5 avril 2004, comportait 46 recommandations à mettre en oeuvre.

Quelque temps après la formation du Groupe de travail, un groupe d'experts en électricité d'organismes gouvernementaux du Canada et des États-Unis, de la North American Electric Reliability Council (NERC) et de l'industrie de l'électricité a été mis sur pied pour collaborer à l'enquête sur les causes de la panne et élaborer les recommandations du Groupe de travail. Toutefois, bien avant la publication du Rapport final, le travail avait été entrepris sur plusieurs fronts pour s'attaquer aux divers problèmes relevés au cours de l'enquête.

Après la publication du Rapport final en avril 2004, le mandat du Groupe de travail Canada-États-Unis sur la panne de courant a été prolongé d'un an démontrant ainsi l'engagement des deux gouvernements à mettre en oeuvre les recommandations du rapport. Au cours de la période qui a suivi la publication du rapport, des organismes gouvernementaux, le NERC et l'industrie de l'électricité ont mis en oeuvre une large gamme de mesures pour réduire les risques de pannes. Certaines de ces mesures sont déjà en application. D'autres organismes ont entrepris des analyses ou mis en oeuvre des procédures qui ne

seront pas terminées avant plusieurs mois, et même plus dans certains cas.

En raison de la complexité du réseau de production-transport d'électricité de l'Amérique du Nord, la série de mesures prises au cours de l'an passé devaient, pour être efficaces, aborder de nombreux aspects tout en étant bien concentrées et bien coordonnées. En général, il semble que ces buts ont été atteints. Et plusieurs de ces mesures possédant leur propre dynamique se sont révélées encore plus importantes par leur effet multiplicateur et parce qu'elles se renforçaient les unes les autres. Un bon exemple est la relation synergique découlant de la reformulation de normes de fiabilité dans un langage plus clair et plus précis, ainsi que l'élaboration de programmes de surveillance de la conformité et l'évaluation du degré de préparation des organisations afin que celles-ci puissent s'acquitter de leurs responsabilités même dans des conditions difficiles.

Le résultat combiné de ces mesures a été de réduire de façon importante les risques de pannes futures, même si ces risques ne pourront jamais être totalement éliminés. En outre, en dépit de toutes ces mesures, la nécessité pour le Congrès américain d'adopter certaines propositions législatives en instance (H.R.6 et S. 2095) visant la fiabilité n'a aucunement diminué. Il demeure donc essentiel que cette législation soit promulguée afin d'établir la juridiction de la U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC) sur toutes les questions relatives à la fiabilité des réseaux de production-transport d'électricité de tous les exploitants situés sur le territoire des États-Unis; il faut procurer une assise légale solide à la certification d'un organisme de fiabilité électrique (ERO) qui élaborera des normes techniques sûres de fiabilité et qui surveillera le respect de ces normes obligatoires et leur mise en application conformément à la loi américaine.

Les mesures prises au cours de l'année écoulée appartiennent aux dix grandes catégories suivantes :

- ◆ Changements institutionnels — plusieurs de ceux-ci par des organismes gouvernementaux, afin de renforcer l'infrastructure institutionnelle visant au maintien de la fiabilité électrique de l'Amérique du Nord.
- ◆ Mesures visant à clarifier les normes existantes et à en élaborer de nouvelles au besoin.
- ◆ Mesures visant à améliorer la surveillance et le respect des normes de fiabilité.
- ◆ Mesures correctives visant à éliminer les causes directes de la panne du 14 août.
- ◆ Mesures visant à améliorer la formation et la certification des opérateurs.
- ◆ Mesures visant à améliorer les outils en temps réel utilisés par les opérateurs.
- ◆ Mesures visant à renforcer les modalités de gestion de la tension et de la fourniture d'une puissance réactive.
- ◆ Mesures visant à améliorer les procédures et les plans de protection des systèmes.

Accomplissements-clés — et problèmes majeurs à régler

Accomplissements

- ◆ Comme le présentait le Rapport final du Groupe de travail, l'équipe d'enquête a identifié les causes directes de la panne d'électricité du 14 août 2003 et recommandait que FirstEnergy, MISO, ECAR et PJM mettent en place des mesures correctives précises avant le 30 juin 2004. Des équipes du NERC ont constaté qu'à part quelques exceptions mineures, les mesures correctives avaient été prises à la date mentionnée ci-dessus.
- ◆ Des équipes du NERC ont effectué 23 vérifications de l'état de préparation dans quelques-uns des plus gros services publics et d'autres réseaux de l'Interconnexion de l'Est afin d'évaluer la capacité de ses organisations de faire face à leurs responsabilités de fiabilité, même dans des circonstances difficiles.
- ◆ Le Groupe de travail a organisé un atelier dirigé par la FERC, le 14 mai 2004, en collaboration avec le NERC et d'autres parties concernées afin d'en arriver à une bonne compréhension de la nécessité de reformuler et de clarifier les normes existantes du NERC et d'établir la marche à suivre et le calendrier des diverses mesures à prendre.
- ◆ Le Canada et les États-Unis ont établi un groupe de surveillance bilatérale ERO qui examinera les questions institutionnelles concernant un cadre international de fiabilité.
- ◆ Des organismes gouvernementaux des deux pays et le NERC ont coopéré pour surveiller les progrès accomplis dans la mise en application des recommandations du Groupe de travail.
- ◆ A part quelques exceptions, tous les exploitants des réseaux de production-transport d'électricité interrelié d'Amérique du Nord ont reçu à au moins cinq jours de formation sur les mesures d'urgence avant le 30 juin 2004.
- ◆ Le NERC a prolongé jusqu'en août 2005 le mandat de l'organisme Urgent Action Standard 1200 (qui vise la sécurité physique et cybernétique des réseaux de production-transport d'électricité). Le NERC a également travaillé avec l'industrie à élaborer un programme dynamique d'une nouvelle version (Standard 1300) pour août 2005.

Problèmes majeurs à régler

- ◆ Promulgation par le Congrès américain d'une législation relative à la fiabilité.
- ◆ Parachèvement de la révision des normes existantes du NERC.
- ◆ Certification de l'ERO par les organismes gouvernementaux et approbation de ses normes.
- ◆ Financement privé du NERC (ou de l'ERO) et des conseils régionaux.
- ◆ Réforme des rôles, responsabilités et limites des conseils régionaux.

- ◆ Mesures visant à améliorer la sécurité physique et cybernétique des réseaux de production-transport d'électricité.
- ◆ Mesures visant à améliorer la réponse des centrales nucléaires du Canada face aux événements entraînant la perte de réacteurs nucléaires hors site.

Les sections ci-dessous présentent plus en détail les mesures prises dans ces différentes catégories. Les mesures qui répondent ou correspondent à certaines des 46 recommandations contenues dans le Rapport final du Groupe de travail sont également notées. Certaines des mesures les plus importantes font l'objet d'un schéma (figure 1). Toutefois, il n'était pas pratique d'incorporer toutes les mesures discutées ci-dessous dans ce schéma. En plus des mesures discutées ci-après, le Northeast Power Coordinating Council (NPCC) a présidé des ateliers à New York (28 avril 2004) et Toronto (7 juillet 2004) pour discuter de questions relatives aux pannes régionales et aux mesures appropriées à prendre en pareils cas.

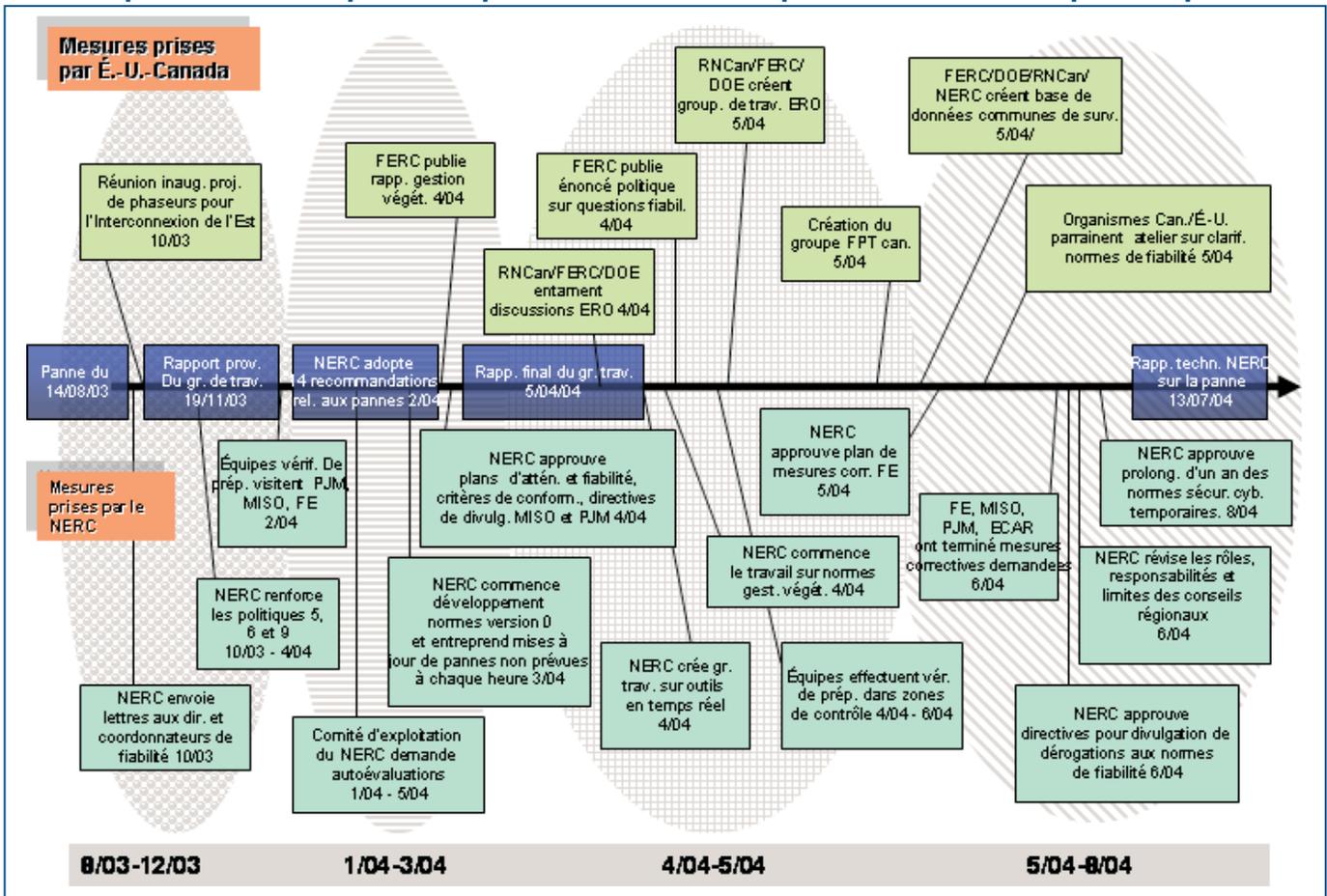
1. Changements institutionnels pour renforcer la fiabilité de l'infrastructure électrique de l'Amérique du Nord

Les mesures figurant dans la présente catégorie sont généralement de deux types : (1) Celles prises par des organismes gouvernementaux pour leur permettre de prendre en compte les questions relatives à la fiabilité plus efficacement et, (2) les mesures prises par le NERC pour renforcer et concentrer ses capacités et les mesures prises par les dix conseils régionaux de fiabilité.

Mesures gouvernementales

- ◆ Des organismes gouvernementaux du Canada et des États-Unis ont créé un groupe permanent bilatéral ERO de surveillance dont la tâche consiste à fournir des directives cohérentes et coordonnées, ainsi que diverses données au NERC et à ses conseils régionaux de fiabilité. Ce groupe, ou un organisme similaire, devra demeurer en place indéfiniment. Dans le cas

Principales mesures prises depuis le 14 août 2003 pour réduire les risques de pannes



des États-Unis, les organismes participants sont la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), le Department of Energy (DOE), le Department of Homeland Security (DHS) et (au besoin) le U.S. Nuclear Regulatory Commission (NRC). Pour ce qui est du Canada, les organismes participants sont Ressources naturelles Canada, l'Office national de l'énergie (ONE), Sécurité publique et Protection civile Canada (PSEPC), la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) et les organismes provinciaux et territoriaux responsables des questions de réglementation de l'électricité. **Cette mesure correspond à la recommandation 1-D du Groupe de travail.**

- ◆ Le Conseil des ministres de l'énergie du Canada a créé un groupe fédéral/provincial et territorial (groupe FPT), qui constitue un sous-ensemble du Groupe bilatéral. Le groupe FPT coordonnera l'élaboration de politiques et de mesures reliées à la fiabilité prises par les organismes canadiens fédéral et provinciaux. **Cette mesure et les mesures subséquentes prises par le groupe FPT répondront à la recommandation 1-C du Groupe de travail.**
- ◆ Le Groupe bilatéral a formé une équipe qui travaillera avec le North American Electric Reliability Council (NERC) pour surveiller et faire rapport sur la mise en place des 46 recommandations du Groupe de travail Canada-États-Unis sur la panne de courant. **Cette mesure, de même que des mesures telles que la publication du présent rapport, répond à la recommandation 5-A du Groupe de travail.**
- ◆ La U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a créé une nouvelle division de fiabilité afin d'assurer la fiabilité des réseaux de production-transport d'électricité et pour aider la Commission à évaluer les répercussions de ses décisions sur la fiabilité des réseaux. Le personnel de cette division a participé aux 23 vérifications de l'état de préparation menées par le NERC entre la mi-février et le 30 juin 2004. **Ces mesures répondent en partie aux recommandations 9 et 18 du Groupe de travail.**
- ◆ Dans un énoncé de politique daté du 19 avril 2004, la FERC réaffirmait sa politique permanente d'approbation des mesures permettant de récupérer prudemment les coûts engagés pour assurer la fiabilité des réseaux de production-transport d'électricité. Le même énoncé affirmait également que la Commission tiendrait compte des impératifs de la fiabilité

avant d'autoriser la création d'un nouvel exploitant indépendant de réseau (EIR) ou d'un autre exploitant régional de lignes de transport (ERT). **Cette mesure répond aux recommandations 4 et 6 du Groupe de travail.**

Mesures prises par le NERC

- ◆ En juin 2004, le NERC a entrepris une révision des rôles, responsabilités et limites des conseils régionaux de fiabilité. Cette révision se traduira par un rapport et des recommandations qui seront déposés au Conseil d'administration du NERC à sa réunion de la mi-octobre 2004 aux fins d'études et d'exécution. Pour de plus amples renseignements et des textes sur cette révision, visitez le site Web du NERC, <http://www.nerc.com/~filez/roleofregions.html>. **Cette mesure, ainsi que les délibérations et mesures subséquentes, contribueront au respect de la recommandation 3-C du Groupe de travail.**
- ◆ Le NERC a éclairé les normes régissant les fonctions, responsabilités, capacités et pouvoirs du coordonnateur de fiabilité et du centre de contrôle. L'enquête sur la panne de courant du 14 août 2003 a révélé que la réaction face à une telle urgence était entravée par la confusion au sujet des rôles et responsabilités respectives des diverses parties directement touchées par la situation d'urgence. **Cette mesure du NERC répondra en partie à la recommandation 20 du Groupe de travail.**

2. Mesures visant à clarifier des normes de fiabilité existantes et, au besoin, à en élaborer de nouvelles

Le rapport du Groupe de travail a révélé que le NERC doit rendre ses normes plus précises et plus faciles à mettre en application, que de nouvelles normes étaient nécessaires dans certains cas et que les efforts du NERC pour reformuler ses normes devaient être accélérés.

Mesures gouvernementales

- ◆ La FERC a mandaté une entreprise spécialisée dans la gestion de la couverture végétale des emprises de services publics, CN Utility Consulting, LLC, pour analyser les pannes de courant des lignes de production-transport d'électricité liées à la gestion de la végétation lors de la panne du 14 août 2003 et pour réviser les pratiques de gestion de la végétation des trois services publics du Midwest et identifier

les meilleures méthodes dans ce domaine. Nota : L'émondage inadéquat des arbres dans le voisinage de lignes de transport électrique a constitué une cause importante de la panne du 14 août et de pannes précédentes en Amérique du Nord. À ce sujet, on peut consulter le rapport de CN Utility Consulting au FERC sur le site Web de ce dernier à l'adresse suivante : <http://www.ferc.gov/cust-protect/moi/uvm-final-report.pdf>.

- ◆ Le 19 avril 2004, la FERC a publié une ordonnance exigeant que les exploitants de lignes de production-transport d'électricité soumettent des rapports à la Commission sur leur gestion de la végétation dans les emprises des lignes de transport.
- ◆ Dans son énoncé de politique du 19 avril 2004, la FERC précisait que les normes du NERC constituent des exigences minimales et que les conseils régionaux de fiabilité peuvent édicter des normes plus strictes. **Cette mesure fait partie de la mise en application par le FERC de la recommandation 1-B du Groupe de travail.**
- ◆ Des organismes américains et canadiens ont parrainé un atelier public le 14 mai 2004. Cet atelier était présidé par la FERC à son bureau chef et bénéficiait de la participation du NERC et d'autres parties concernées afin d'en arriver à une compréhension commune sur la nécessité de reformuler et de clarifier les normes de fiabilité existantes du NERC, et d'établir une marche à suivre et un calendrier.

Mesures du NERC

- ◆ À la suite de la panne de courant, le NERC a renforcé certaines politiques, notamment la politique 5 (opérations d'urgence), la politique 6 (planification des opérations), ainsi que la politique 9 (procédures visant les coordonnateurs de fiabilité).
- ◆ Le NERC a approuvé un plan pour remplacer toutes ses politiques d'exploitation existantes et ses normes de planification en février 2005 par une nouvelle version de ses normes qui inclura des méthodes de conformité pour chaque norme. **Une fois mise en application, cette mesure répondra à la recommandation 25 du Groupe de travail.**
- ◆ Le NERC a mis en marche des procédures pour développer de nouvelles normes dans trois domaines :

- Gestion de la végétation. **Une fois mise en application, cette mesure répondra à la recommandation 16 du Groupe de travail.**
- Calcul du régime nominal des lignes. **Une fois mise en application, cette mesure répondra à la recommandation 27 du Groupe de travail.**
- Formation et certification des opérateurs. **Une fois mise en application, cette mesure répondra à la recommandation 19 du Groupe de travail.**

3. Mesures visant à améliorer la surveillance et le respect des normes de fiabilité

Mesures gouvernementales

- ◆ Dans son énoncé de politique du 19 avril 2004, la FERC a déclaré que le respect des normes de fiabilité est exigé en vertu du Tarif de transport à accès libre. **Cette mesure répond à la recommandation 1-B du Groupe de travail.**
- ◆ Le Conseil des ministres de l'énergie du Canada a demandé au groupe FPT de déterminer quelles mesures les assemblées législatives provinciales ou les organismes de réglementation doivent prendre afin de respecter les normes de fiabilité obligatoires et exécutoires du Canada. **Cette mesure et des mesures subséquentes répondront à la recommandation 3-C du Groupe de travail.**

Mesures du NERC

- ◆ En octobre 2003, avant la publication du rapport du Groupe de travail, le NERC a demandé aux directeurs généraux de tous les coordonnateurs de fiabilité et des zones de contrôle de mettre en branle des processus d'autoévaluation organisationnelle et d'attester que leurs organismes respectaient les normes des conseils régionaux de fiabilité et du NERC, ainsi que les règles de l'art des services publics, tout en mettant l'accent sur les faits relevés dans les constatations préliminaires de l'enquête.
- ◆ Le NERC a renforcé son programme de vérification de la conformité en demandant aux conseils régionaux de fiabilité de signaler toute dérogation par rapport aux normes du NERC ou aux normes régionales dans les 48 heures suivant l'événement et de fournir des rapports trimestriels sur toutes les dérogations. Des équipes de vérification effectueront des

inspections sur les lieux mêmes au besoin afin de déterminer si une dérogation s'est produite ainsi que les circonstances d'une telle dérogation. **Cette mesure répond en partie aux recommandations 17-A et 17-B du Groupe de travail.** (Nota : « Les vérifications de conformité » sont des mesures rétrospectives et mettent l'accent sur des dérogations possibles par rapport aux normes. « Les vérifications de l'état de préparation » sont tournées vers l'avenir et examinent si les parties sont totalement préparées à maintenir la fiabilité, même dans des conditions difficiles, le cas échéant).

- ◆ Le NERC a créé un programme de vérification de l'état de préparation; des équipes du NERC (et du personnel du FERC) ont donc effectué, entre la mi-février et le 30 juin, 23 vérifications sur l'état de préparation [y compris FirstEnergy, le Midwest Independent System Operator (MISO) et l'Interconnexion de PJM (PJM)]. Vingt-cinq autres vérifications seront exécutées d'ici le 31 décembre. Des rapports finaux par équipe de vérification de l'état de préparation sont mis à la disposition du public sur le site Web du NERC. **Cette mesure répondra aux recommandations 18-A et 18-B du Groupe de travail.**
- ◆ Le NERC a élaboré et approuvé les lignes directrices de la divulgation au public des résultats des vérifications de conformité et de l'état de préparation, y compris l'identité des entités qui violent les normes prescrites. **Cette mesure se trouve à appuyer la mise en application des recommandations 17 et 18 du Groupe de travail.**

4. Mesures correctives pour éliminer les causes directes de la panne du 14 août 2003 (avant le 30 juin 2004)

Mesures gouvernementales

- ◆ Le 24 décembre 2003, la FERC a fait parvenir une ordonnance à FirstEnergy sommant cette entreprise de retenir les services d'un expert indépendant pour préparer une étude sur l'état des installations de production et de transport d'électricité dans le nord-est de l'Ohio. FirstEnergy a présenté l'étude au FERC le 22 avril 2004 et a affirmé que les résultats de l'étude ont été incorporés dans les documents de planification et d'exploitation de la compagnie.

Mesures du NERC

- ◆ En février 2004, avant la publication du Rapport final, le NERC a envoyé des directives très précises à FirstEnergy, au Midwest Independent System Operator (MISO), à l'Interconnexion PJM (PJM) et aux responsables du East Central Area Reliability Coordination Agreement (ECAR) concernant une série de mesures correctives que chaque organisme devait prendre dans sa zone respective avant le 30 juin. Le Groupe de travail appuie fortement toutes ces mesures dans son Rapport final du 5 avril.
- ◆ Le NERC a révisé et approuvé les plans de conformité détaillés de FirstEnergy, MISO, PJM et d'ECAR montrant comment ils prendraient les mesures requises d'ici le 30 juin.
- ◆ Le NERC a fourni une surveillance et une assistance sur les lieux mêmes des quatre organisations mentionnée ci-dessus, et il s'est assuré que toutes les mesures requises avaient été prises avant le 30 juin, sauf pour ce qui est d'une révision à plus long terme effectuée par ECAR comme il lui avait été demandé.

Lorsque les trois mesures mentionnées plus haut auront été entièrement mises en application, elles répondront ainsi à la recommandation 15 du Groupe de travail.

5. Mesures visant à améliorer la formation et la certification des opérateurs

Le Rapport final du Groupe de travail mentionnait que le manque de formation des opérateurs ne leur a pas permis de reconnaître l'urgence de la situation ni de s'en charger et que ce fut donc une cause importante de la panne du 14 août 2003 et de plusieurs autres pannes antérieures. C'est pourquoi les mesures suivantes ont été prises :

- ◆ Le NERC a publié une nouvelle ordonnance demandant aux diverses entités opérationnelles de fournir, d'ici le 30 juin, une formation de cinq jours aux opérateurs afin de permettre à ces derniers de faire face aux situations d'urgence et, par la suite, de leur donner encore cinq jours de formation par année.

Le NERC et la FERC préparent actuellement des études sur les besoins de formation des opérateurs ainsi que des revues des procédures de formation utilisées dans d'autres industries (p. ex. les centrales nucléaires, le trafic aérien,

les pilotes des lignes aériennes, etc.) qui requièrent que les opérateurs soient prêts à réagir sans délai et efficacement dans des situations inhabituelles ou difficiles. Les résultats de ces études aideront le NERC à réviser les besoins visant la formation et la certification des opérateurs de réseaux électriques.

Lorsque les deux mesures mentionnées plus haut auront été mises en application, elles répondront en partie à la recommandation 19 du Groupe de travail.

6. Mesures visant à améliorer les outils en temps réel des opérateurs

Le Groupe de travail a également découvert que la panne du 14 août 2003 et plusieurs autres pannes antérieures en Amérique du Nord montraient clairement la nécessité de disposer de meilleurs outils en temps réel qui permettraient aux opérateurs responsables d'une grande région de visionner la situation sur un écran commun et de pouvoir ainsi discuter dès le début d'un problème en évolution. À cet égard, d'importantes mesures doivent être prises.

Mesures prises par le gouvernement/l'industrie :

- ◆ Même avant la panne du 14 août 2003, les experts du DOE et de l'industrie planifiaient un projet de phaseurs pour l'Interconnexion de l'Est. Ce projet mettra en place un ensemble d'enregistreurs de données réseau synchronisés dans toute l'Interconnexion qui fourniront aux participants des renseignements communs et des avertissements rapides des perturbations possibles. Un réseau pilote comportant quelque 20 instruments sera activé et mis à l'essai à partir d'août 2004. Après quelques années, les commanditaires du projet prévoient étendre le réseau et intégrer des données de quelque 350 instruments dans l'Interconnexion de l'Est.

Mesures du NERC :

- ◆ Le NERC est en train de mettre en place un plan qui fournira aux opérateurs, toutes les heures, des mises à jour sur les pannes d'équipement non prévues. Le 14 août 2003, les opérateurs du MISO ont été retardés dans leurs efforts pour comprendre et traiter les problèmes qui arrivaient parce que certains de leurs outils de diagnostique utilisaient des données qui n'étaient plus exactes.

- ◆ Le NERC a créé un groupe de travail qui se penchera sur les outils en temps réel afin de déterminer les bonnes procédures à utiliser pour bâtir et entretenir des réseaux en temps réel et élaborer des directives basées sur ces procédures. Ce groupe de travail présentera ses recommandations en avril 2005 afin de fournir des données précises et vérifiables sur l'ajout de nouvelles normes visant des outils en temps réel destinés aux opérateurs.

Une fois mises en application, ces trois mesures répondront à la recommandation 22 du Groupe de travail.

7. Mesures pour renforcer les pratiques de gestion de la tension et de fourniture d'une puissance réactive

Le Rapport final du Groupe de travail indique que la mauvaise préparation en ce qui a trait à la gestion de la tension et à la fourniture de puissance réactive a contribué à la panne du 14 août 2003 et à d'autres pannes antérieures en Amérique du Nord. Les mesures prises comprennent notamment :

- ◆ Le 10 février 2004, le conseil d'administration du NERC a demandé à l'ECAR d'effectuer une évaluation approfondie de sa puissance réactive, des procédures et des besoins d'évaluation de la tension, et de signaler ses constatations et les changements proposés au conseil d'administration avant le 30 juin. ECAR a donné suite à cette directive.
- ◆ Le conseil d'administration avait également demandé au comité de planification du NERC d'évaluer l'efficacité des normes actuelles régissant la puissance réactive et la gestion de la tension dans les 10 régions du NERC et de faire des recommandations d'améliorations d'ici février 2005.

Ces mesures répondront en partie à la recommandation 23 du Groupe de travail.

8. Mesures visant à améliorer les plans et procédures de protection du réseau

Le Rapport final du Groupe de travail relève que le 14 août 2003 le déclenchement automatique de relais de zone 3 sur les lignes de transport du nord de l'Ohio et du sud du Michigan a accéléré et étendu la panne de courant. Le rapport note également le besoin de programmes de délestage

planifié dans les situations de sous-tension afin d'être prêt à faire face aux urgences, ainsi que la nécessité d'améliorer la coordination des dispositifs de protection des relais et des programmes de délestage de la charge.

Les mesures pertinentes dans ce domaine comprennent notamment :

- ◆ Le NERC a demandé à tous les propriétaires de lignes de transport d'évaluer les relais de zone 3 sur les lignes de 230 kV et plus afin de réduire au minimum les déclenchements accidentels au mauvais moment. Ces évaluations devraient être terminées d'ici le 30 septembre 2004 et les changements nécessaires effectués au plus tard le 31 décembre 2005.
- ◆ Le NERC a demandé à chaque conseil régional de la fiabilité d'enquêter sur les avantages du délestage de la charge dans les situations de sous-tension dans leurs diverses zones et de faire part de leurs constatations avant le 1^{er} février 2005.
- ◆ D'ici juin 2005, un groupe de travail sur la vérification et la protection du réseau du NERC étudiera les constatations régionales et proposera des recommandations au sujet des programmes de délestage de la charge.

Une fois mises en application, ces mesures répondront en partie à la recommandation 21 du Groupe de travail.

9. Mesures visant à renforcer la sécurité physique et cybernétique des réseaux de production-transport d'électricité

Même si le Groupe de travail n'a trouvé aucune preuve reliant la panne du 14 août 2003 à des actes malveillants, il a relevé plusieurs points liés à la sécurité dans le secteur de l'électricité. Le U.S. Department of Energy (DOE), le U.S. Department of Homeland Security (DHS), la Sécurité publique et Protection civile Canada (PSEPC), le NERC, ainsi que des dirigeants de l'industrie ont collaboré au cours de l'an passé dans plusieurs domaines liés à cette question, notamment :

- ◆ En octobre 2003, le DHS et le NERC ont mis sur pied un programme d'analyse des données relatives à la sécurité cybernétique conçu pour distinguer, résumer et prioriser les menaces cybernétiques visant l'infrastructure d'alimentation électrique.

- ◆ En août 2004, avec l'appui du gouvernement et de l'industrie, le NERC a approuvé le prolongement d'un an, soit jusqu'en août 2005, du programme actuel Urgent Action Standard 1200. En août 2005, le programme Cyber Security Standard 1300 qui est en train d'être mis au point remplacera alors le programme actuel.
- ◆ Le NERC travaille actuellement avec l'industrie à l'élaboration d'un programme d'éducation sur la sécurité physique et cybernétique destiné au personnel de l'industrie responsable de la sécurité physique et cybernétique, de l'exploitation de systèmes et du respect des normes de sécurité.
- ◆ Le NERC, le DHS et la PSEPC travaillent à mettre en place des procédures pour réduire le risque de divulguer accidentellement des informations critiques sur l'infrastructure électrique.
- ◆ Le NERC, le DHS et la PSEPC préparent une étude bilatérale (Canada-É.-U.) visant à diminuer la vulnérabilité de l'infrastructure et mettre à jour les méthodes d'évaluation de la vulnérabilité. L'objectif de l'étude est de réduire les risques et la vulnérabilité liés au partage une infrastructure électrique commune et des interdépendances liaisons transfrontalières.
- ◆ Le DOE, de concert avec le NERC et le DHS, élabore la composante du U.S. National Infrastructure Protection Plan pour le secteur électrique.
- ◆ Le NERC, de concert avec le DHS, le DOE, et la PSEPC, travaille actuellement à étendre et à préciser les plans destinés à l'Electricity Sector Information Sharing and Analysis Center.
- ◆ En collaboration avec le DHS, le DOE, la PSEPC et des fournisseurs, le NERC est en train de trouver des façons d'améliorer la sécurité des systèmes de contrôle des réseaux électriques et des dispositifs de protection électronique.
- ◆ Le NERC a travaillé avec l'industrie pour établir une base de données permettant de connaître les transformateurs de réserve disponibles dans les situations d'urgence. Le NERC évalue actuellement la nécessité d'étendre cette base de données pour y inclure d'autres équipements importants.

Une fois mises en application ces mesures répondront en totalité ou en partie aux recommandations 32, 36, 42 et 44 du Groupe de travail.

10. Mesures visant à améliorer la réponse des centrales nucléaires canadiennes aux situations entraînant la perte de stations électriques hors site

Le Rapport final du Groupe de travail comportait deux recommandations ayant trait aux centrales nucléaires canadiennes.

- ◆ La recommandation 45 demandait à la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) de revoir les procédures d'exploitation et la formation des opérateurs en ce qui a trait à

l'utilisation des barres de compensation dans l'optique d'accélérer la remise en marche des réacteurs nucléaires. Le CCSN s'acquitte de cette recommandation dans le cadre de son travail normal avec les opérateurs afin de s'assurer du fonctionnement sécuritaire de leurs réacteurs.

- ◆ La recommandation 46 demandait au CCSN d'acheter et d'installer des équipements de production de réserve qui seraient utilisés dans des situations d'urgence. Cet équipement a été installé et sera en exploitation au milieu du mois d'août 2004.

Acronymes

CNSC	Canada Nuclear Safety Commission
CCSN	Commission canadienne de sûreté nucléaire
DHS	U.S. Department of Homeland Security
DOE	U.S. Department of Energy
ECAR	East Central Area Reliability Coordination Agreement
EIPP	Eastern Interconnection Phasor Project
ERO	Electric Reliability Organization
FE	FirstEnergy
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (U.S.)
FPT group	Federal-Provincial-Territorial group (Canada)
Groupe FPT	Groupe fédéral-provincial-territorial (Canada)
ISO	Independent System Operator
EIR	Exploitant indépendant de réseau
MISO	Midwest Independent System Operator
NEB	National Energy Board (Canada)
ONE	Office national de l'énergie (Canada)
NERC	North American Electric Reliability Council
NPCC	Northeast Power Coordinating Council
NRC	U.S. Nuclear Regulatory Commission
NRCan	Natural Resources Canada
RNCan	Ressources naturelles Canada
PJM	PJM Interconnection
PSEPC	Public Safety and Emergency Preparedness Canada
PSEPC	Sécurité publique et Protection civile Canada
RTO	Regional Transmission Organization

